文章编号:1673-8926(2009)01-0116-04

歧口18-1油田晚期注水研究

刘瑞果,王为民,苏进昌
(中海石油(中国)有限公司天津分公司勘探开发研究院)

摘 要:在边水能量微弱的天然条件下,歧口18-1油田投产后衰竭开采7.5 a,导致地层压力由30.5 MPa下降到注水前的14.8 MPa,远低于28.9 MPa的原油饱和压力。地层压力大幅度下降对油气储层及流体产生了一定的伤害,使流体脱气形成油、气、水三相流动,大大降低了原油相对渗透率,从而降低原油产量。根据室内岩心实验结果,并类比国内外相似油田开发经验,运用物质平衡及油藏数值模拟方法进行研究,结果表明,在注水初期以不低于6的日注采比注水,既能使地层压力得到一定恢复,又能使晚期注水仍取得较好的开发效果。

关键词:晚期注水;地层压降;原油脱气;注采比;压力恢复;采收率
中图分类号:TE34 **文献标识码**:A

0 引 言

在溶解气驱之后注水称为晚期注水。晚期注水油田由于地层压力大幅度下降,致使储层结构及原油性质发生不利于油田开发的变化,其采收率远低于早期注水油田,到目前为止国内还没有成功开发此类油田的先例。歧口18-1油田在衰竭开采7.5 a之后开始转为注水开发,面对储层及流体发生的不利变化,如何扭转开发过程中的不利局面,是此次研究的主题。随着累积注水量的增加,歧口18-1油田地层压力明显回升,油田开发效果得到改善。研究认为,日注采比保持在6之上,则既可使油田地层压力尽快恢复,又可降低注入水速敏对储层造成的不利影响。歧口18-1油田的晚期注水研究及注水2 a多以来的实践经验,可以为同类油田的开发提供帮助。

1 油田地质特征

歧口18-1油田是一个断鼻构造,油田主体位于构造中高点上。目的层段为沙二段和沙三段,储层沉积相类型为扇三角洲沉积,储层物性中等,孔隙度18%左右,渗透率100×10^{-3} μm^{2}左右,岩性为灰白色中细砂岩、粉砂岩。油藏类型以构造层状油藏为主,兼有少数岩性-构造油藏。油田注水区块探明地质储量为879.1×10^4 m^3。

原油具有密度小、粘度低、溶解气油比高的特征。地面原油密度0.831~0.841 g/cm^3,地面原油粘度3~4 mPa·s,地下原油密度0.584 3~0.654 3 g/cm^3,地下原油粘度0.248~0.331 mPa·s,溶解气油比217~237 m^3/m^3,原油体积系数1.687~1.806,原始地层压力30.5 MPa,饱和压力28.9 MPa。歧口18-1油田属于正常压力和正常温度系统,其原油属弱挥发性原油。

2 油田开采历程

歧口18-1油田于1997年12月投产,2口注水井与2口采油井构成油田的注采区块(图1)。衰竭开采7.5 a后开始注水。油井转注前注采区块地层压力下降到14.8 MPa,平均生产气油比达到840 m^3/m^3,2007年底注采区块累积产油110.39×10^4 m^3、累积产气4.88×10^8 m^3,原油采出程度12.56%,采油速度0.35%,含水56.3%。

收稿日期:2008-08-19;修回日期:2008-10-20

作者简介:刘瑞果,1967年生,女,工程师,主要从事油田开发油藏研究工作。地址:(300452)天津市塘沽区滨海新村闸北路609信箱渤海油田勘探开发研究院。电话:(022)25808845。E-mail:liurg@cnooc.com.cn

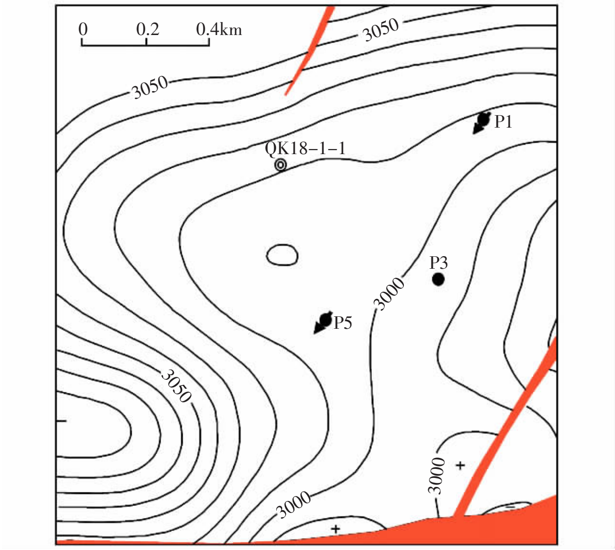

图 1　岐口 18–1 油田井位示意图
Fig. 1　Sketch map showing well site of QK18-1 Field

3　油田开采特征

3.1　地层压力下降幅度大

岐口 18–1 油田中高点注水区原始地层压力为 30.5 MPa，随着累积产出的增加，地层压力逐年下降，每采出 1% 地质储量，地层压力下降 1.24～1.94 MPa。至 2005 年注水开发前，中高点地层压力下降到历史最低水平，仅为 14.8 MPa，地层压降高达 15.7 MPa。地层压力的下降造成储层物性及流体性质变差。

储层岩石具有弹塑性，其上覆压力迫使砂粒挤压、变形，且排列更加紧密[1]。在油田开发前，岩柱压力（外压）和油藏压力（内压）及岩石骨架承受的压力（外压与内压的压差）处于平衡状态；开发后油层压力降低，平衡遭到破坏，在外压与内压压差加大的情况下岩石砂粒变形，从而使孔隙体积缩小。当流体被不断地从地层中采出而没有足够能量补充时，地层处于亏空逐渐增大状态，地层压力将不断下降，从而使储层有效上覆压力不断增大，造成储集岩石压缩，岩石中的微小孔道闭合，进而引起储层岩石渗透率降低[1,2]。对于细砂岩，岩石受压后，其渗透率随压力的增加而降低；岩石在卸压恢复后，渗透率会有一定程度的恢复，但不能恢复到初始值；岩石渗透率不可恢复量约为 3.8%[3]。

3.2　地层原油脱气严重

地层原油在高温、高压下溶解有大量的天然气。在油藏开采过程中，随着地层压力下降地层原油中的溶解气将不断释出，流体在地层中由油、水两相流动变为油、气、水三相流动，从而增大原油渗流阻力。同时由于气体的析出，使得原油粘度增大，从而增大油水粘度比，降低油井产油能力。

岐口 18–1 油田饱和压力为 28.9 MPa，地饱压差仅有 1.6 MPa，投产后的第 2 年（1998 年）注水区块的地层压力即下降到 25.5 MPa，低于饱和压力 3.4 MPa，油田生产开始表现出脱气特征，生产气油比为 258 m^3/m^3（原始溶解气油比 221 m^3/m^3）。随着地层压力的下降，油田生产气油比逐年升高，2005 年注水区块生产气油比升高到 844 m^3/m^3，单井最高气油比高达 6 000 m^3/m^3 左右。

根据室内岩心试验结果可以明显看出，在同一含水饱和度下，随着地层压力降低，油相的相对渗透率明显降低，从而增大了原油的渗流阻力。含水饱和度为 58% 时，油相相对渗透率随地层压力下降而变化的幅度最大。在此含水饱和度下，地层压力为 31 MPa 时的油相相对渗透率为 0.31，地层压力下降到 14.8 MPa 时油相相对渗透率为 0.19，下降幅度为 38%；当地层压力下降到 8 MPa 时油相相对渗透率只有 0.068，下降幅度为 78%。

根据室内岩心试验及原油样品分析结果，认为原油粘度、油水粘度比均随地层压力下降而升高。与原始地层压力下的相应参数对比，2005 年注水前地层压力下的地层原油粘度增大了 1.51 倍，地面原油粘度增大了 1.88 倍，油水粘度比增大了 1.32 倍。

3.3　产量递减很快

岐口 18–1 油田 1999 年原油产量达到历史最高，年产原油 23.20×10^4 m^3，注水开发前的 2004 年年产原油 6.52×10^4 m^3，按指数递减计算，年递减率约为24.1%。

4　油田注水指标

岐口18–1 油田现阶段注水的主要目的在于恢复地层压力[4]，改善油田的开发效果。在储层具有较强的吸水及产出能力的基础上，根据室内岩心试验确定注水速度及地层压力恢复范围，参照国内外相似油田的开发经验，给出岐口 18–1 油田注采比范围。

4.1　压力恢复水平

通过室内岩心试验，得出在地层压力恢复过程中水驱油效率随着地层压力回升而提高的规律。当地层压力回升到 20 MPa 以上时，水驱油效率的提高幅度有所减缓。因此，第一阶段的注水目标定为将地层压力提高到 20 MPa。

4.2 注采比

4.2.1 储层吸水能力及产出能力

注水井吸水指数为258～331 m^3/(d·MPa)，油井的采液指数为51～739 m^3/(d·MPa)，具有较强的吸入能力及产出能力，具备提高注采比恢复地层压力的储层条件。

4.2.2 临界注水速度

歧口18-1油田储层矿物组成以石英、长石为主，石英含量超过50%，长石含量为20%～25%，各类岩屑含量为5%～15%，胶结物以碳酸盐为主，含量为10%左右，泥质含量为5%左右，胶结好，储层坚硬，因此，岩石速敏性很弱，这与1994年石油大学的试验结果基本一致[5]。对于渗透率为145×10^{-3} μm^{2}的岩心，注入水的临界流速为14 m/d，在油层厚度为65 m的前提下，距离注水井点0.5 m处折合体积注水量42 861m^3/d，远远高于现场注水需要。在平台现有设备最高日注水1 600 m^3、平均单井最高日注水800 m^{3}的条件下可尽量采用较大注采比，按照目前的油井产液能力，日注采比为6.5。

4.2.3 类比相似油田开发经验

国内的长春油田储层物性、流体性质及开发过程与歧口18-1油田极其相似，其开发经验和开发中所暴露出的问题值得思索。长春油田1988年投产，1989年开始边外注水，注采井数比基本保持在1∶5，由于该油田是带有气顶的弱挥发油油藏，所以在地层压力由原始压力18.9 MPa降至饱和压力17.9 MPa以下后，地层中脱气严重。由于日注采比大约保持在1.2左右的较低水平，当2004年累积注采比达到0.85时，地层压力水平为4.61 MPa，地层压降仍高达14.29 MPa，地层压力仍然处于下降趋势中[6]。

美国Yowlumne油田储层主要为中粒长石砂岩，孔隙度为10%～20%，渗透率为(10～200)×10^{-3} μm^2。储层为一个欠饱和的轻质油油藏，API重度为29°～34°，粘度为0.52 mPa·s，饱和压力为19.1 MPa，发现井在垂直深度3 200.4 m处的原始储层压力为39 MPa。天然能量驱动之后采取的是溶解气膨胀驱。该油田于1974年被发现，1976年投产，1978年11月产量达到最高，日产油3 089 t。1982年地层压力下降到11 MPa，1982年5月开始注水，1983年日注水量在6 360 m^{3}以上，最高日注水达到7 950 m^3，此时日产液量不足795 m^3，日注采比大于10，地层压力逐渐恢复。之后保持日注水量在6 500 m^{3}左右，日产液量逐渐上升，到1989年日注采比接近1。地层压力由注水前的11 MPa恢复到注水后(1995年)的35.9 MPa，远远高于17.1～20.7 MPa的饱和压力，日产油由注水前的636 m^{3}上升到注水后的3 180 m^3，预计最终采收率将达到47.8%，注水采油采收率增加29.8%。

4.2.4 油藏数值模拟研究

以不同注水量进行注水将得到不同的压力恢复速度和不同的累积产油量。注采比越大，油田的地层压力恢复越快；当油田日注采比为6.5、单井日注水为800 m^{3}时，油田累积产油量最大，但初期差别很小。

通过以上分析，根据国内外2个经过溶解气的油田的注水实践，参照数值模拟结果及歧口18-1油田平台实际日注水最高1 600 m^{3}的情况，认为歧口18-1油田注水初期日注采比以6～7为宜。

5 油田注水效果

歧口18-1油田2005年7月注水以来，通过逐渐上调注水井注水量，使油田压力水平逐渐提升，区块产量明显升高。到2007年12月，单井日均注水1 650 m^3，日注采比6.1；区块累积注水88.6×10^4 m^3，累积注采比0.463 8；地层压力由注水前的14.8 MPa上升为17.52 MPa；注水受效井P3井日产油量由注水前的22 m^{3}上升为85 m^3，产液量由注水前的23 m^{3}上升为98 m^3。

利用物质平衡方法[7,8]，得出歧口18-1油田水侵系数为0.311，中高点注水区块原油原始地质储量为861×10^4 m^3，与容积法计算的储量879×10^4 m^{3}很接近。物质平衡法计算的地层压力恢复水平与累积注水量之间的对应关系如图2所示，计算结果与实际测试具有非常好的一致性。由此预测，按照注采比6.0计算，2008年区块注水量为52×10^4 m^3，累积注水量达到141×10^4 m^3，地层压力将回升到19.4 MPa(图2)。在注水初期地层压力恢复速度较慢，随着累积注水量的增加，地层压力恢复速度逐渐加快(图3)。

经室内岩心试验认为，在饱和压力(28.9 MPa)下转水驱开采的最终采收率将达到47.3%，比衰竭式开采的最终采收率提高26.4%，而在14.8 MPa(实际注水开采时的地层压力)转水驱开采的最终采收率将达到36.1%，比衰竭式开采的最终采收率提高15.2%，因此，晚期注水仍有望取得较好的开发效果。

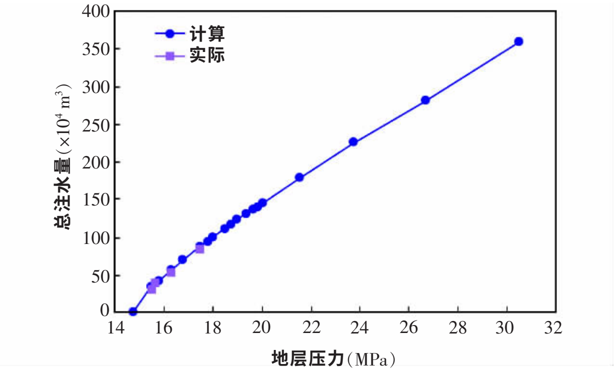

图 2　歧口 18–1 油田注水区块注水量与地层压力关系
Fig. 2　Relationship between water injection rate and reservoir pressure of injected zone in Qikou 18-1 Field

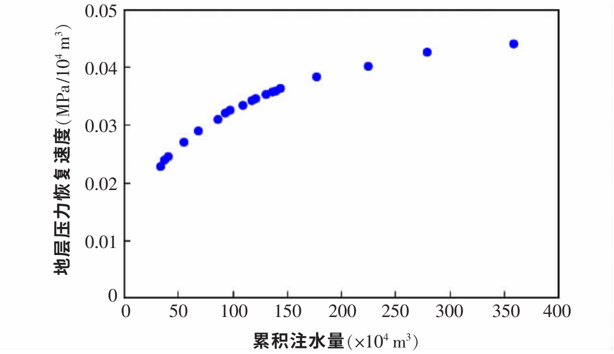

图 3　歧口 18–1 油田地层压力恢复速度
Fig. 3　Reservoir pressure build up rate in Qikou 18-1 Field

6　认　识

（1）晚期注水油田地层亏空较大，地层压力大幅下降，原油大量脱气，产量递减较快。

（2）晚期注水初期注采比应保持较高水平，歧口 18–1 油田日注采比为 6 较为合理。

（3）歧口 18–1 油田注水取得了明显的效果，地层压力有所回升，注水受效井产量明显提高。

（4）晚期注水较早期注水开发效果差，但较之衰竭开采仍能提高 15.2% 的采收率。

（5）歧口 18–1 油田的晚期注水开发，配合注采层位的调整，将会获得较好注水效果，同时也将为同类油田的开发提供成功的经验。

参考文献：

[1]　洪世铎.油藏物理基础[M].北京：石油工业出版社，1985：20–43.

[2]　刘建军，程林松.低渗储层物性压力敏感性研究[J].新疆石油科技，2005，15(2)：16–18.

[3]　阮敏，王连刚.低渗透油田开发与压敏效应[J].石油学报，2002，23(3)：73–76.

[4]　裘怿楠.低渗透砂岩油藏开发模式[M].北京：石油工业出版社，1998：5–76.

[5]　雷光伦，张铁林，许震芳.歧口 18–1 油田油层速敏和水敏性流动试验研究[J].石油大学学报（自然科学版），1994，18(5)：60–64.

[6]　钟显彪，王岚，陈栗.长春弱挥发油油藏的开发经验[J].石油学报，2001，22(1)：67–71.

[7]　秦同洛.实用油藏工程方法[M].北京：石油工业出版社，1989：93–127.

[8]　陈元千，李璗.现代油藏工程[M].北京：石油工业出版社，2004：88–111.

Study on late water flooding in Qikou 18-1 Field

LIU Rui-guo, WANG Wei-min, SU Jin-chang

(Research Institute of Exploration and Development, Tianjin Branch, China National Offshore Oil Corporation, Tianjin 300452, China)

Abstract: With insufficient edge water energy, Qikou 18-1 Field has produced for 7.5 years. The reservoir pressure decreased from 30.5 MPa to 14.8 MPa, far lower than the crude oil saturation pressure of 28.9 MPa. The precipitous decline of reservoir pressure leads to oil-gas-water three-phase flow and reduce the relative permeability of crude oil, which makes the crude production decreased. Based on the laboratory test, material balance method and numerical reservoir simulation are used to carry out the study. The result shows that reservoir pressure can build up to a certain extent with a rightful injection-production ratio in the initial water injection.

Key words: late water flooding; reservoir pressure decline; degassing of crude oil; injection-production ratio; pressure build up; recovery ratio

（编辑　于惠宇）